



**TUGAS AKHIR - TF 141581**

**OPTIMISASI KONDISI OPERASI PADA *WATER FLOODING ENHANCED OIL RECOVERY***

Pandu Dwi Pamungkas  
NRP. 02311645000044

Dosen Pembimbing  
Ir. Matradji, M.Sc  
Assoc. Prof. Dr. Sonny Irawan

DEPARTEMEN TEKNIK FISIKA  
Fakultas Teknologi Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya  
2018





***FINAL PROJECT - TF141581***

***OPTIMIZATION OF WATER FLOOD OPERATION-  
ENHANCED OIL RECOVERY***

Pandu Dwi Pamungkas  
NRP. 02311645000044

*Supervisor*  
Ir. Matradji, M.Sc  
Assoc. Prof. Dr. Sonny Irawan

***DEPARTMENT OF ENGINEERING PHYSICS***  
*Faculty of Industrial Technology*  
*Institut Teknologi Sepuluh Nopember*  
*Surabaya*  
*2018*



## **PERNYATAAN BEBAS PLAGIASME**

Saya yang bertanda tangan di bawah ini

Nama : Pandu Dwi Pamungkas  
NRP : 02311645000044  
Jurusan/ Prodi : Teknik Fisika/ LJ Teknik Fisika  
Fakultas : Fakultas Teknologi Industri  
Perguruan Tinggi : Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Dengan ini menyatakan bahwa Tugas Akhir dengan judul “Optimisasi Kondisi Operasi *Water Flooding Enhanced Oil Recovery*” adalah benar karya saya sendiri dan bukan plagiat dari karya orang lain. Apabila di kemudian hari terbukti terdapat plagiat pada Tugas Akhir ini, maka saya bersedia menerima sanksi sesuai ketentuan yang berlaku.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya.

Surabaya, 26 Juli 2018

Yang membuat pernyataan,

Pandu Dwi Pamungkas  
NRP. 02311645000044



**LEMBAR PENGESAHAN  
TUGAS AKHIR**

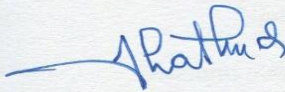
**OPTIMISASI KONDISI OPERASI PADA WATER  
FLOODING ENHANCED OIL RECOVERY**

**Oleh:**

**Pandu Dwi Pamungkas**  
**NRP 02311645000044**

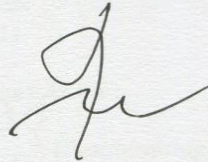
**Surabaya, 24 Juli 2018**

**Menyetujui,  
Dosen Pembimbing I**



**Ir. Matradji, M.Sc**  
**NIPN. 19560720 198503 1 003**

**Menyetujui,  
Dosen Pembimbing II**



**Assoc. Prof. Dr. Sonny Irawan**  
**No. ID. 127604**

**Mengetahui,  
Kepala Departemen  
Teknik Fisika FTI-ITS**



**Agus Muhammad Hatta, S.T., M.Si, Ph.D**  
**NIPN. 19780902 200312 1 002**





## LEMBAR PENGESAHAN

### OPTIMISASI KONDISI OPERASI PADA *WATER FLOODING ENHANCED OIL RECOVERY*

#### TUGAS AKHIR

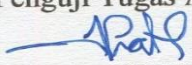
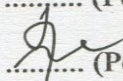

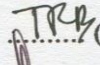

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada

Bidang Studi Rekayasa Instrumentasi  
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Fisika  
Fakultas Teknologi Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

**Pandu Dwi Pamungkas**  
NRP. 02311645000044

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir :

1. Ir. Matradji, M.Sc.  ..... (Pembimbing 1)
2. Assoc. Prof. Dr. Sonny Irawan  ..... (Pembimbing 2)
3. Hendra Cordova, ST., MT.  ..... (Ketua Penguji)
4. Totok Ruki Biyanto, Ph.D  ..... (Penguji 1)
5. Prof. Dr. Ir. Sekartedjo, M.Sc.  ..... (Penguji 2)

**SURABAYA**  
**Juli, 2018**



# **OPTIMISASI KONDISI OPERASI PADA *WATER FLOODING ENHANCED OIL RECOVERY***

**Nama Mahasiswa** : Pandu Dwi Pamungkas  
**NRP** : 02311645000044  
**Jurusan** : Teknik Fisika FTI-ITS  
**Dosen Pembimbing** : Ir. Matradji, M.Sc.  
Assoc. Prof.Dr. Sonny Irawan

## **Abstrak**

Kebutuhan akan sumber daya energi dan mineral sangat dibutuhkan guna keberlangsungan kehidupan manusia. Salah satunya hasil mineral yang terkandung dalam perut bumi yaitu minyak mentah. Sumber daya alam minyak mentah masih menjadi prioritas utama kebutuhan sumber daya alam di Indonesia. Sehingga perlu adanya eksplorasi dan eksploitasi sumber daya minyak mentah. Rata-rata produksi bulanan minyak mentah di Indonesia masih mencapai 789.932 barrel per hari ditahun 2017, sedangkan target Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) berkisar 815 ribu barrel per hari. Metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) merupakan usaha tahap terakhir dalam meg-eksploitasi sumur-sumur tua yang masih mengandung minyak residu dalam reservoir. Ada beberapa media pengangkatan minyak residu dalam EOR salah satunya menggunakan air atau lebih dikenal dengan *water flood operation EOR*. *Water flood operation EOR* membagi tiga bagian dalam pemodelannya; *injection well*, reservoir dan *production well*, dimana pada reservoir menggunakan persamaan Darcy. Sedangkan pada *injection* dan *production well* menggunakan metode *Fanning* untuk memperoleh *pressure drop* sepanjang pipa yang dialiri fluida satu fasa. Hasil pemodelan divalidasi menggunakan PIPESIM dan COMSOL dan diperoleh rata-rata *error* sebesar 1,832827. Dari ketiga model tersebut diintegrasikan untuk mengoptimalkan *net profit* menggunakan *Genetic Algorithm* (GA) pada *water flood operation* dari 2315,691 USD/hari menjadi 3755,842 USD/hari. Sedangkan untuk metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) menghasilkan hasil optimum sebesar 3754,711 USD/hari.

**Kata Kunci:** Optimisasi, EOR, Operasi injeksi air, Algoritma stokastik.



## **OPTIMIZATION OF WATER FLOOD OPERATION- ENHANCED OIL RECOVERY**

**Name** : Pandu Dwi Pamungkas  
**NRP** : 02311645000044  
**Department** : Department of Engineering Physics  
**Supervisor** : Matraji, Ir., M.Sc.  
Assoc. Prof. Dr. Sonny Irawan

### ***Abstract***

*The need for energy and mineral resources is needed for the survival of human life. One of the mineral products contained in the bowels of the earth is crude oil. Natural resources of crude oil are still the top priority of natural resource needs in Indonesia. Therefore, the need for exploration and exploitation of crude oil resources. The average monthly production of crude oil in Indonesia still reaches 789,932 barrels per day in 2017, while the State Budget target (APBN) is around 815 thousand berr per day. The Enhanced Oil Recovery (EOR) method is a last-ditch effort in exploiting old wells that still contain residual oil in the reservoir. There are some residual oil removal media in EOR one of them using water or better known as water flood operation. The water flood operation divides the three parts in the model; injection well, reserervoir and production well, which in reservoir use Darcy calculation. While in injection and production well use Fanning to obtain pressure drop along one-phase fluid pipeline. The modeling results were validated using PIPESIM and COMSOL and obtained an average error of 1.832827. Of the three models are integrated to optimize profit using Genetic Algorithm (GA) on water flood operation from 2315,691 USD / day to 3755,842 USD / day. Meanwhile, to find the results of optimization in order to increase the net profit of Particle Swarm Optimization (PSO) method produces an optimum yield of 3754,711 USD / day.*

**Keyword:** Optimization, EOR, Water flood operation, Stochastic algorithm



## **KATA PENGANTAR**

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah S.W.T, karena rahmat dan hikmat-Nya sehingga penulis diberikan kesehatan, kemudahan, dan kelancaran dalam menyusun laporan tugas akhir ini. Tidak lupa juga penulis menyampaikan ucapan terima kasih kepada keluarga dan para sahabat. Oleh karena dukungan mereka, penulis mampu menyusun laporan tugas akhir yang berjudul:

### ***“OPTIMIZATION OF WATER FLOOD OPERATION- ENHANCED OIL RECOVERY”***

Tugas akhir ini merupakan salah satu persyaratan akademik yang harus dipenuhi dalam Program Studi S-1 Teknik Fisika FTI-ITS. Penulis menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Allah SWT yang memberi rahmat serta hidayahnya dalam pengerjaan tugas akhir.
2. Segenap keluarga penulis yang telah memberikan dukungan penuh terhadap penyelesaian tugas akhir ini.
3. Ir. Matraji, M.Sc dan Assoc. Prof. Dr. Sonny Irawan selaku dosen pembimbing tugas akhir ini,
4. Totok Ruki Biyanto, Ph.D dosen penguji dan juga sebagai penggagas judul tugas akhir penulis
5. Agus Muhamad Hatta, ST, MSi, Ph.D. selaku ketua jurusan Teknik Fisika ITS.
6. Segenap Bapak/Ibu dosen pengajar di jurusan Teknik Fisika - ITS.
7. Teman-teman dan adik-adik workshop yang membuat saya semangat untuk terus menyelesaikan tugas akhir ini.
8. Teman-teman kelas lintas jalur dan teman-teman diluar kampus yang telah memberi dukungan moril dan referensi.

Penulis menyadari bahwa mungkin masih ada kekurangan dalam laporan ini, sehingga kritik dan saran penulis terima. Semoga

laporan ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis dan pihak yang membacanya.

Surabaya, 24 Juli 2018



## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
LEMBAR PENGESAHAN .....	vii
LEMBAR PENGESAHAN .....	ix
Abstrak .....	xi
<i>Abstract</i> .....	xiii
KATA PENGANTAR .....	xv
DAFTAR ISI .....	xvii
DAFTAR GAMBAR .....	xix
DAFTAR TABEL .....	xxi
BAB I PENDAHULUAN .....	5
1.1. Latar Belakang .....	5
1.2. Rumusan Masalah .....	7
1.3. Tujuan .....	7
1.4. Lingkup Kerja .....	7
BAB II DASAR TEORI .....	9
2.1 <i>Water Flooding EOR</i> .....	9
2.2 Metode <i>Fanning</i> .....	10
2.3 Permeabilitas .....	12
2.4 <i>Reynold Number</i> .....	13
2.5 Porositas .....	13
2.6 Persamaan Kontinuitas .....	14
2.7 Fungsi Objektif .....	15
2.8 <i>Stochastic Optimization Algorithm</i> .....	15
BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....	21
3.1 Penentuan <i>Input Water Flood Operation</i> , dan Reservoir <i>Formation Properties</i> .....	22
3.2 Penentuan Fungsi Objektif .....	22
3.3 Pemodelan <i>Pressure Drop</i> dengan Persamaan <i>Fanning</i> , dan <i>Darcy</i> .....	23
3.4 Perhitungan <i>additional recovery</i> , <i>Production Rate</i> .....	23
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....	27
4.1 Hasil Pemodelan Tekanan pada <i>Injection well</i> dengan metode <i>Fanning</i> .....	27

4.2 Hasil Pemodelan Tekanan pada Reservoir dengan Persamaan <i>Darcy</i> .....	28
4.3 Hasil Pemodelan Tekanan pada <i>Production Well</i> dengan Metode <i>Fanning</i> .....	30
4.4 Hasil Perhitungan <i>Sweep Efficiency</i> , <i>Production Rate</i> , Energi, dan Biaya Pengolahan Air Limbah.....	30
4.5 Analisis Sensitivitas .....	31
4.6 Optimisasi Menggunakan <i>Genetic Algorithm</i> (GA).....	33
4.7 Optimisasi Menggunakan <i>Particle Swarm Optimization</i> (PSO).....	35
4.8 Kurva Karakteristik Model Hasil Optimisasi .....	36
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....	39
5.1. Kesimpulan.....	39
5.2. Saran.....	39
DAFTAR PUSTAKA	
LAMPIRAN	

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2. 1</b>	Ilustrasi <i>water flooding EOR</i> dalam meningkatkan produksi minyak.....	9
<b>Gambar 2. 2</b>	Aliran fluida yang mengalir melalui pipa dengan variasi luas penampang. ....	15
<b>Gambar 2. 3</b>	Diagram alir <i>Particle Swarm Optimization</i> .....	17
<b>Gambar 2. 4</b>	Diagram alir <i>Genetic Algorithm (GA)</i> .....	18
<b>Gambar 3. 1</b>	Diagram alir penelitian .....	21
<b>Gambar 4. 1</b>	Kurva tekanan terhadap kedalaman <i>injection well</i> sebelum optimisasi .....	28
<b>Gambar 4. 2</b>	Kurva tekanan terhadap jarak reservoir sebelum optimisasi .....	29
<b>Gambar 4. 3</b>	Kurva tekanan terhadap kedalaman <i>production well</i> sebelum optimisasi .....	30
<b>Gambar 4. 4</b>	Kurva analisis sensitifitas perubahan laju aliran massa injeksi .....	32
<b>Gambar 4. 5</b>	Kurva analisis sensitifitas perubahan tekanan injeksi.....	32
<b>Gambar 4. 6</b>	Kurva analisis sensitifitas perubahan temperatur injeksi.....	33
<b>Gambar 4. 7</b>	Plot <i>fitness</i> terbaik setiap generasi GA .....	34
<b>Gambar 4. 11</b>	Plot <i>fitness</i> terbaik setiap generasi PSO	35
<b>Gambar 4. 12</b>	Kurva tekanan terhadap kedalaman pada <i>Injection well</i> setelah optimisasi .....	37
<b>Gambar 4. 13</b>	Kurva tekanan pada reservoir setelah optimisasi .....	37
<b>Gambar 4. 14</b>	Kurva tekanan terhadap kedalaman pada <i>production well</i> setelah optimisasi .....	38



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 4. 1</b>	Parameter <i>input</i> untuk pemodelan tekanan <i>Fanning</i>	27
<b>Tabel 4. 2</b>	Tabel parameter <i>input</i> pemodelan tekanan pada reservoar dengan persamaan <i>Darcy</i>	29
<b>Tabel 4. 3</b>	Perhitungan <i>net profit</i> air <i>injection</i>	31
<b>Tabel 4. 4</b>	Pendapatan <i>water injection operation</i> setelah dioptimisasi menggunakan GA	34
<b>Tabel 4. 5</b>	Hasil optimisasi GA terhadap variabel <i>input</i>	35
<b>Tabel 4. 6</b>	Biaya <i>water injection operation</i> setelah dioptimisasi menggunakan PSO	36
<b>Tabel 4. 7</b>	Hasil optimisasi PSO terhadap variabel <i>input</i>	36



# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1. Latar Belakang**

Di Indonesia, energi minyak bumi masih menjadi andalan utama perekonomian Indonesia, baik sebagai penghasil devisa maupun pemasok kebutuhan energi dalam negeri. Pembangunan prasarana dan industri yang sedang giat-giatnya dilakukan di Indonesia, membuat pertumbuhan konsumsi energi rata-rata mencapai 7% dalam 10 tahun terakhir. Potensi sumber daya minyak bumi Indonesia masih cukup besar untuk dikembangkan terutama di daerah-daerah terpencil, laut dalam, sumur-sumur tua dan kawasan Indonesia Timur yang relatif belum dieksplorasi secara intensif [1]. Minyak bumi didapatkan dari reservoir minyak melalui sumur produksi. Kebanyakan sumur produksi yang ada di dunia saat ini sudah relatif berumur tua dan minyak bumi yang diproduksi semakin berkurang jumlahnya. Sehingga diperlukan adanya usaha untuk memaksimalkan produksi minyak bumi dengan melakukan usaha tahap lanjut dalam memperoleh minyak bumi, salah satunya dengan *Enhanced Oil Recovery* (EOR) [2].

EOR merupakan usaha untuk meningkatkan produksi minyak dengan menambahkan massa dan energi ke dalam formasi batuan (yang terdapat minyak) untuk meningkatkan atau menjaga tekanan pada formasi batuan atau reservoir, sehingga mampu memperoleh minyak residu yang belum terangkat melalui metode-metode sebelumnya yaitu primer dan sekunder [3]. Metode primer memanfaatkan energi alami yang terkandung di dalam reservoir itu sendiri untuk mengangkat minyak menuju sumur produksi namun dikarenakan tekanan reservoir yang menurun seiring proses produksi maka pada metode primer akan mengalami penurunan laju produksi. Untuk mengatasi hal tersebut maka digunakan metode sekunder. Metode sekunder digunakan pada saat tekanan reservoir sudah tidak mampu lagi mendorong minyak dengan tenaga alamiahnya sendiri dan laju produksinya sudah rendah [4].

Hal ini dilakukan untuk mendesak cadangan minyak sisa yang masih tertinggal dalam reservoir

Ketika tahap awal produksi dilaksanakan dengan engan melakukan metode sekunder didapatkan tambahan produksi minyak sekitar 15-20%. Jumlah tersebut masih banyak menyisakan minyak yang belum terangkat di reservoir. Untuk memberi tambahan produksi, maka dilakukan metode tersier atau EOR. EOR dapat memberikan tambahan produksi lebih dari 50% *original oil in place*. Terdapat banyak metode EOR yang telah dikembangkan dan diimplementasikan pada lapangan produksi, salah satunya adalah dengan metode *water flooding EOR* [5].

*Water flooding EOR* merupakan metode peningkatan minyak dengan menginjeksi air pada reservoir minyak. Metode ini mampu meningkatkan produksi minyak dengan rata rata *recovery factor* sebesar 54,5871% sampai 68,2326% dengan pengaruh kemiringan reservoir yang bervariasi [6]. Injeksi air dapat digunakan sebagai *pressure maintenance* pada metode sekunder, agar tekanan reservoir pada lapangan minyak tidak mengalami penurunan secara signifikan dan untuk keperluan EOR yaitu mendorong minyak yang berada dalam matriks batuan mengalir menuju sumur produksi. Metode ini lebih sering digunakan karena air mudah didapatkan yaitu dengan menggunakan air formasi yang diproduksi pada sumur, air merupakan fluida yang tidak bereaksi dengan batuan *reservoir* dan merupakan pengangkatan buatan yang murah [7]. *Water flooding EOR* memanfaatkan massa jenis air yang lebih besar dari minyak untuk dapat mendorong minyak dari reservoir menuju *production well*. Terlalu sedikit air yang diinjeksikan akan menyebabkan tidak maksimalnya *recovery* minyak, sebaliknya apabila terlalu banyak air yang diinjeksikan akan meningkatkan biaya operasional penginjeksian air dan akan menambah biaya pengolahan limbah air. Untuk itu diperlukan optimisasi berupa laju aliran massa dan tekanan air yang diinjeksikan ke dalam reservoir.

Pada penelitian ini dilakukan optimisasi *water flooding EOR* pada kondisi operasi injeksi dengan mempertimbangkan biaya. Variabel-variabel yang dioptimisasi meliputi laju aliran dan tekanan air yang diinjeksikan menuju reservoir minyak melalui



sumur injeksi. Dengan adanya optimisasi ini diharapkan kondisi operasi berlangsung optimal sehingga biaya produksi yang diperlukan seminimal mungkin dan menghasilkan keuntungan produksi minyak yang maksimal.

## 1.2. Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang diatas, maka permasalahan yang akan diangkat dalam tugas akhir ini, antara lain:

1. Bagaimana memodelkan *water flood operation EOR* mulai dari *injection well* hingga *production well*?
2. Bagaimana mengoptimalkan produksi *minyak* pada *water flood operation EOR*?

## 1.3. Tujuan

Tujuan dilakukan tugas akhir ini, antara lain :

1. Memodelkan *water flood operation EOR* mulai dari *injection well* hingga *production well*.
2. Mengoptimalkan produksi *minyak* pada *water flood operation EOR*.

## 1.4. Lingkup Kerja

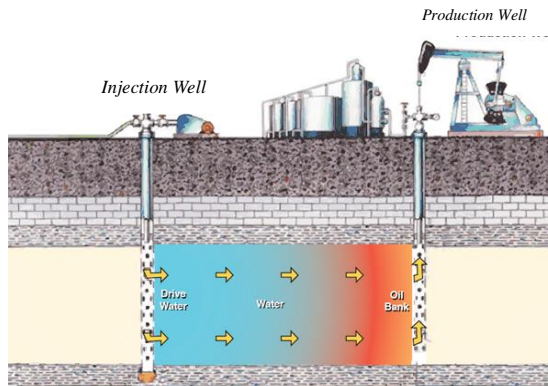
Adapun lingkup kerja yang digunakan pada tugas akhir ini adalah pemodelan tekanan berdasarkan metode *Fanning* pada *well head injection well* hingga reservoir, dan juga pada reservoir hingga *well head production well*. Pemodelan tekanan menggunakan persamaan *Darcy* untuk menghitung *pressure gradient* pada reservoir. Hasil dari pemodelan ini dibandingkan dengan perangkat lunak *PIPESIM* dan *COMSOL Multiphysics*. Variabel-variabel yang dioptimisasi adalah laju aliran massa dan tekanan injeksi. Model dioptimisasi dengan menggunakan teknik *stochastic optimization algorithm* yaitu *Genetic Algorithm* (GA) dan *Particle Swarm Optimization* (PSO).

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB II DASAR TEORI

### 2.1 *Water Flooding EOR*

*Water flooding EOR* adalah metode penggunaan air yang diinjeksikan melalui *injection well*, untuk meningkatkan tekanan pada reservoir agar dapat mendorong minyak menuju *production well*. *Water flooding EOR* memanfaatkan perbedaan massa jenis (*density*) air injeksi yang lebih besar dari minyak yang terdapat pada reservoir, sehingga mengakibatkan terdorongnya minyak ke atas menuju *production well*.



**Gambar 2.1** Ilustrasi *water flooding EOR* dalam meningkatkan produksi minyak

Di industri minyak, *water flooding EOR* adalah air yang diinjeksikan ke dalam reservoir *crude oil*, biasanya untuk meningkatkan tekanan dan dengan demikian meningkatkan produksi. *Water flooding EOR* memanfaatkan perbedaan densitas dari air injeksi yang lebih besar daripada *crude oil* dalam reservoir. Mengakibatkan terdorongnya *crude oil* ke atas menuju *production well*. Dari metode *water flooding EOR* dapat meningkatkan produksi *crude oil* sebesar 4-20% tergantung pada struktur batuan didalam reservoir.

Air yang dihasilkan sering digunakan sebagai cairan injeksi. Hal ini mengurangi potensi penyebab kerusakan formasi akibat cairan yang tidak kompatibel, walaupun resiko korosi pada aliran injeksi atau tubing tetap ada. Serta, air yang dihasilkan terkontaminasi dengan hidrokarbon dan padatan, sehingga harus dibuang dengan cara tertentu, dan dibuang ke laut atau sungai akan memerlukan pengolahan air terlebih dahulu. Sumber air yang dapat digunakan untuk injeksi *oil recovery*, antara lain:

### 1. *Sea water*

Merupakan sumber yang paling tepat untuk fasilitas produksi lepas pantai, dan dapat dipompa ke daratan untuk digunakan di lahan. Bila memungkinkan, asupan air ditempatkan pada kedalaman yang cukup untuk mengurangi konsentrasi ganggang; Namun, penyaringan, deoksigenasi dan biokin umumnya diperlukan.

### 2. *Air akuifer*

Lapisan bawah tanah yang mengandung air dan dapat mengalirkan air. air akuifer terkandung dalam luasan reservoir yang berbeda dalam sumur minyak, namun dengan formasi batuan yang sama.

### 3. *Air sungai*

Sumber air ini perlu dilakukan filtrasi atau pengolahan sebelum diinjeksikan.

## 2.2 *Metode Fanning*

Untuk mengukur perbedaan tekanan pada sistem pipa yang dilalui oleh fluida satu fase, terdapat 3 komponen yang perlu diperhatikan yakni *hydrostatic*, *frictional*, *kinetic*. Namun sering kali kinetik diabaikan karena tidak terlalu signifikan [8].

$$\Delta P_{Total} = \Delta P_{HH} + \Delta P_f \quad (2.1)$$

Dengan kondisi fluida yang mengalir pada pipa adalah *single-phase flow*, gesekan yang terjadi antara fluida (gas maupun *liquid*) dengan pipa dapat disampaikan melalui persamaan *Fanning*.

$$\Delta P_f = \frac{2f\rho v^2 L}{144g_c D} \quad (2.2)$$

Untuk fluida dengan tipe turbulen (besar nilai  $Re > 4000$ ) maka *friction factor* didapatkan melalui persamaan Chen.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4.0 \log_{10} \left[ 0.2698 \left( \frac{\varepsilon}{D} \right) - \frac{5.0452}{Re} \log_{10} \left\{ 0.3539 \left( \frac{\varepsilon}{D} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{Re^{0.8981}} \right\} \right] \quad (2.3)$$

Dimana:

$\Delta P_f$  : perubahan tekanan gesekan (Pa)

$f$  : faktor gesekan

$L$  : panjang pipa (m)

$D$  : diameter pipa (m)

$\varepsilon$  : *roughness*

$Re$  : *Reynold Number*

$v$  : laju massa (m/s)

Untuk komponen *hydrostatic*, akan berpengaruh jika terdapat perbedaan ketinggian antara *inlet* dan *outlet*. *Hydrostatic pressure drop* dapat didefinisikan untuk pipa vertikal sebagai berikut.

$$\Delta P_{HH} = \frac{\rho g h}{144g_c} \quad (2.4)$$

Dimana:

$\Delta P_{HH}$  : perubahan tekanan hidrostatik (Pa)

$\rho$  : massa jenis gas ( $\text{kg/m}^3$ )

$g$  : percepatan gravitasi ( $\text{m/s}^2$ )

$h$  : ketinggian (m)

$g_c$  : faktor gravitasi

Untuk fluida gas, besar densitas akan bervariasi berdasarkan tekanan. Sehingga untuk mempermudah perhitungan dilakukan pembagian segmen terhadap panjang pipa yang diukur.

### 2.3 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan medium berpori (dalam hal ini lapisan formasi batuan pada reservoir) untuk menghantarkan fluida. Semakin besar nilai permeabilitas, semakin besar pula aliran fluida yang dapat dihantarkan melalui medium tersebut. *Darcy* melakukan penelitian dan didapatkan hubungan sebagai berikut [9].

$$q = \frac{cA\Delta P}{L} \quad (2.5)$$

Dimana:

$q$  : laju volumetrik aliran fluida ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

$\Delta P$  : perbedaan tekanan dari titik awal hingga titik akhir (psi)

$A$  : luas area yang dilalui fluida ( $\text{m}^2$ )

$L$  : panjang medium yang dilalui (m)

Nilai  $c$  didapatkan dari persamaan

$$c = \frac{k}{\mu} \quad (2.6)$$

Sehingga persamaannya dapat disubstitusi menjadi

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu L} \quad (2.7)$$

$k$  : nilai permeabilitas dari medium dengan dimensi  $\text{cm}^2$

$\mu$  : nilai viskositas fluida

Dibuat sebuah satuan baru untuk mengukur nilai permeabilitas yang dinamakan *Darcy*, yaitu  $1 \text{ Darcy} = 9.869 \times 10^{-9} \text{ cm}^2$ . Maka melalui persamaan diatas bisa didapatkan nilai *pressure drop* pada reservoir dengan mengetahui nilai permeabilitas formasi batuan, viskositas fluida, luas dan panjang reservoir, serta laju volumetrik aliran fluida.

## 2.4 Reynold Number

*Reynold Number* adalah bilangan tak berdimensi yang menunjukkan perbandingan antara gaya inersia dan gaya *viscous*. *Reynold Number* sering digunakan untuk menganalisis dinamika fluida. Menggunakan *Reynold Number* sebuah aliran dapat diklasifikasikan berdasarkan nilai *Reynold Number* sesuai dengan asumsi yang digunakan. Salah satu asumsi yang digunakan untuk mengklasifikasikan aliran adalah sebagai berikut:

- *Laminar flow*, merupakan aliran dengan nilai *Reynold Number* dibawah 2000
- *Transition flow*, merupakan aliran dengan nilai *Reynold Number* diantara 2000-4000
- *Turbulent flow*, merupakan aliran dengan nilai *Reynold Number* diatas 4000.

Nilai *Reynold Number* bisa didapatkan dengan persamaan

$$N_{Re} = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu} = \frac{v \cdot d}{u} \quad (2.8)$$

Dimana:

- $N_{Re}$  : *Reynold Number*  
 $\rho$  : massa jenis (kg/m<sup>3</sup>)  
 $v$  : *velocity* (m/s)  
 $d$  : diameter pipa (m)  
 $\mu$  : *dynamic viscosity* (kg/m.s)  
 $u$  : *kinematic viscosity* (m<sup>2</sup>/s)

## 2.5 Porositas

Salah satu karakteristik yang penting untuk diketahui dalam penelitian kali ini adalah porositas. Porositas merupakan rasio ruang pori dibanding dengan keseluruhan volume pada formasi batuan yang umumnya dinyatakan dalam bentuk persen [10].

$$\text{percent porsity} = \frac{\text{pore volume}}{\text{bulk volume}} \times 100 \% \quad (2.9)$$

Informasi tersebut digunakan untuk mengetahui potensi kandungan minyak yang terdapat pada formasi batuan. Karena untuk mengandung minyak atau gas, batuan harus memiliki pori-pori yang saling terhubung agar minyak dan gas dapat bergerak melalui formasi batuan tersebut.

## 2.6 Persamaan Kontinuitas

Prinsip dari konservasi materi sering digunakan untuk menyelesaikan masalah yang berhubungan dengan aliran fluida. Ilustrasi prinsip ini dapat dilihat pada Gambar 2.2 . Karena fluida berpindah, misalkan dalam waktu step  $\delta t$ , fluida menduduki ruang  $XX'$  berpindah kepada ruang  $YY'$ . Jarak antara X dan Y adalah  $\delta x_1$  dan antara X' dan Y' adalah  $\delta x_2$ . Luas penampang pada X adalah  $dA_1$ , dan pada X' adalah  $dA_2$ . Sengaja telah ditunjuk luas penampang berbeda pada ujung untuk menunjukkan penurunan akan berlaku dengan variasi seperti itu. Untuk material yang akan dikonversi, massa yang terkandung pada ruang  $XX'$  harus sama dengan di ruang  $YY'$ . Telah dicatat bahwa fluida yang terkandung pada ruang  $YX'$  adalah umum untuk keduanya, yaitu ruang awal dan akhir. Oleh karena itu, massa pada fluida di ruang  $XY$  harus sama dengan di ruang  $X'Y'$ . Oleh sebab itu,

$$\rho_1 A_1 \delta x_1 = \rho_2 A_2 \delta x_2 \quad (2.10)$$

dibagi dengan waktu step,  $\delta t$ ,

$$\rho_1 A_1 \frac{\delta x_1}{\delta t} = \rho_2 A_2 \frac{\delta x_2}{\delta t} \quad (2.11)$$

atau,

$$\rho_1 A_1 u_1 = \rho_2 A_2 u_2 \quad (2.12)$$

Persamaan kontinuitas dasar aliran massa maupun debit dapat dinyatakan sebagai persamaan berikut [11].



$$\rho Au = \dot{m} \quad (2.13)$$

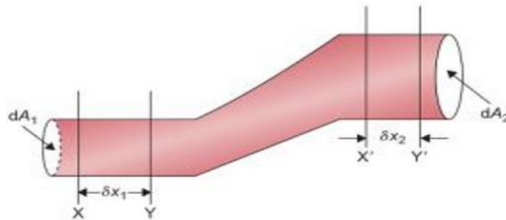
Dimana:

$\rho$  : : massa jenis ( $\text{kg/m}^3$ )

$A$  : : luas penampang ( $\text{m}^2$ )

$u$  : : kecepatan rata-rata ( $\text{m/s}$ )

$\dot{m}$  : laju aliran massa ( $\text{kg/s}$ )



**Gambar 2.2** Aliran fluida yang mengalir melalui pipa dengan variasi luas penampang [12].

## 2.7 Fungsi Objektif

Fungsi objektif ditujukan untuk menentukan kearah mana sistem *water flood* dioptimisasikan. Tentunya tujuan dari *water flooding EOR* adalah memaksimalkan laju produksi minyak pada *production well* untuk meningkatkan *profit*. Jumlah produksi minyak sebanding dengan jumlah air yang di injeksikan, namun semakin banyak air yang diinjeksikan pada tekanan dan laju massa tertentu, semakin besar energi yang dibutuhkan untuk injeksi air. Maka semakin besar pula biaya operasional *water flood EOR*. Selain itu, semakin besar laju injeksi air akan mengakibatkan semakin banyak volume air limbah pada *oil production line*. Hal ini mengakibatkan meningkatnya biaya *water treatment* sebelum air limbah bisa diinjeksikan kembali. Maka dari itu, biaya akan menjadi fungsi objektif yang akan di maksimalkan.

## 2.8 Stochastic Optimization Algorithm

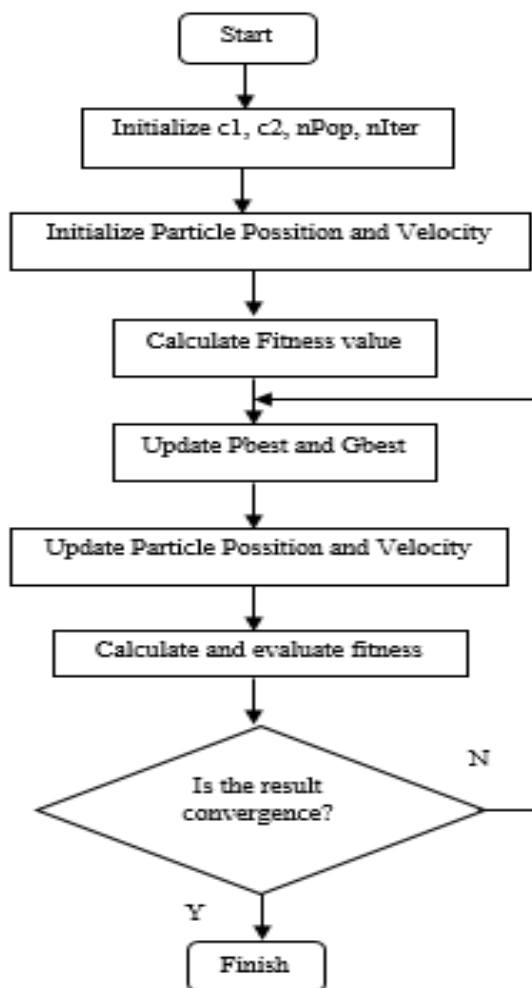
Optimisasi dilakukan untuk mencapai tujuan tertentu sesuai dengan fungsi objektif yang telah ditentukan (maksimum atau minimum). Optimisasi terdeiri dari dua jenis yaitu metode

stokastik dan deterministik. Metode stokastik adalah metode optimisasi yang terdiri dari variabel-variabel acak (random) sehingga mempunyai distribusi dan probabilitas tertentu sedangkan metode deterministik variabelnya bebas dan keragamannya acak sehingga tidak mempunyai distribusi dalam probabilitas. Ada beberapa metode optimisasi stokastik algoritma, contohnya; *Genetic Algorithm* (GA), *Rain Water Optimization* (RWA), *Particle Swarm Optimization* (PSO), *Duelist Algorithm*, dan sebagainya. Namun pada tugas akhir kali ini hanya menggunakan dua metode yaitu: *Genetic Algorithm* (GA) dan *Particle Swarm Optimization* (PSO), guna mencari global optimum dari *fitness* terbaik kedua metode tersebut.

### 2.8.1 *Particle Swarm Optimization* (PSO)

*Particle Swarm Optimization* (PSO) adalah sebuah metode optimisasi yang menggunakan prinsip komputasi pada evolusi yang dikembangkan oleh Kennedy dan Eberhart pada tahun 1995. Konsep pada PSO adalah filosofi dari sekelompok partikel yang membentuk populasi yang sering dideskripsikan sebagai populasi burung. Tahapan dari metode PSO ini adalah sebagai berikut [13]:

1. *Start*
2. Menentukan nilai parameter  $c_1, c_2$ , jumlah populasi (nPop) dan jumlah iterasi (nIter)
3. Menentukan letak partikel dan *velocity*
4. Menghitung nilai *fitness*
5. Memperbarui nilai Pbest dan Gbest
6. Memperbarui posisi partikel dan *velocity*
7. Menghitung dan mengevaluasi nilai *fitness*
8. Kembali ke langkah 5 hingga konvergen yaitu sampai iterasi 200
9. Selesai

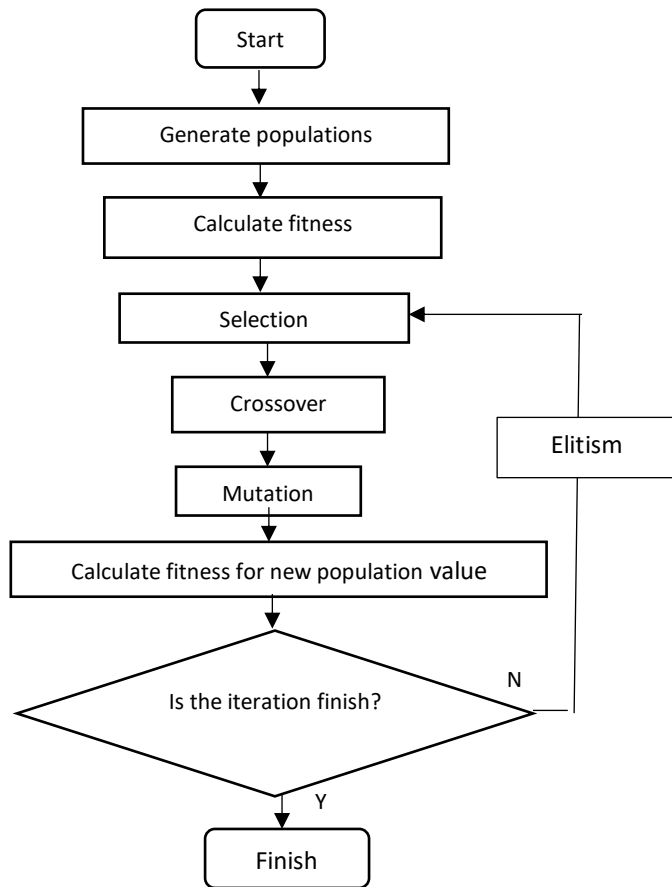


**Gambar 2.3** Diagram alir *Particle Swarm Optimization*

### 2.8.2 *Genetic Algorithm (GA)*

*Genetic Algorithm (GA)* merupakan salah satu metode optimisasi yang menggunakan prinsip seleksi alam dari Darwin. Populasi pada *Genetic Algorithm (GA)* menggunakan filosofi jumlah kromosom. Pada *genetic algorithm* dikenal adanya proses inisiasi yang terdiri dari proses *selection, crossover, and mutation*. Diagram alir dari metode optimisasi *Genetic Algorithm (GA)* dapat dilihat pada gambar 2.4. Tahapan dari metode optimisasi *Genetic Algorithm (GA)* adalah sebagai berikut.

1. *Start*
2. Menentukan jumlah populasi
3. Melakukan pembangkitan populasi dan parameter
4. Melakukan seleksi *parent selection*
5. Melakukan persilangan masing-masing *parent* dengan probabilitas *crossover* ( $P_c$ ) 0.8 untuk menentukan keturunan yang baru
6. Melakukan mutasi pada masing-masing generasi baru dengan probabilitas mutasi ( $P_m$ ) 0.01
7. Menggantikan populasi saat ini dengan populasi yang baru
8. Melakukan pembangkitan pada masing-masing kromosom pada populasi yang baru
9. Mekanisme *elitism* pada GA yaitu mengambil 90% dari individu yang menang dari populasi saat ini. Populasi yang baru akan diisi oleh keturunan yang baru
10. Kembali ke tahap 4 sampai hasilnya konvergen
11. *Finish*

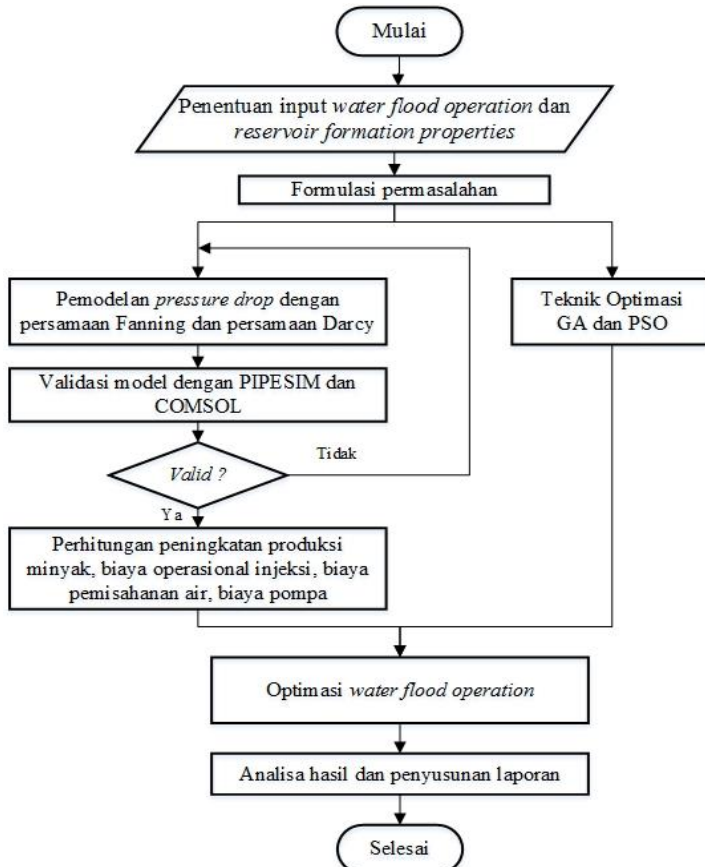


**Gambar 2.5** Diagram alir Genetic Algorithm (GA)

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

### BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Pada kajian ini dirancang dengan beberapa tahapan yang digambarkan pada diagram alir dibawah ini. Tahapan-tahapan tersebut meliputi gambar *flow chart* dibawah.



**Gambar 3.1** Diagram alir penelitian

### 3.1 Penentuan *Input Water Flood Operation*, dan *Reservoir Formation Properties*

Studi kasus kondisi yang digunakan pada tugas akhir ini menggunakan data dari Morrow County, Ohio, USA. Terdapat data kondisi laju injeksi (MMscf/day), kedalaman sumur (m), suhu formasi batuan ( $^{\circ}\text{C}$ ), tekanan minimum *miscibility* (MMP) (psia), permeabilitas formasi batuan (mD), porositas formasi batuan dan kandungan minyak 41 API. Ketebalan reservoir (m), jarak antara *injection well* dengan *production well* sejauh (m) Bentuk reservoir diasumsikan berbentuk silinder.

### 3.2 Penentuan Fungsi Objektif

Fungsi objektif dibutuhkan untuk mengetahui tujuan dari optimisasi yang akan dilakukan. Tujuan dari optimisasi *water flood* adalah memaksimalkan laju produksi minyak pada *production well* untuk meningkatkan *profit*. Minyak yang dapat dihasilkan sebanding dengan jumlah air yang diinjeksikan ke dalam *injection well*. Namun semakin banyak jumlah air yang diinjeksikan pada tekanan tertentu maka akan membutuhkan energi yang semakin besar pula. Sehingga biaya operasional pun akan meningkat. Selain itu diperlukan pula biaya untuk *recycling* air yang terkandung bersama minyak pada hasil *production well* sebelum air tersebut dapat digunakan kembali sebagai injeksi bahan terlarut pada *injection well*. Maka dari itu pemodelan keuntungan yang akan dimaksimalkan:

$$\begin{aligned} \text{profit} = & \text{pendapatan minyak mentah} \\ & - \text{biaya pembelian air} \\ & - \text{biaya recycling air} \\ & - \text{biaya operasional pompa} \end{aligned} \quad (3.1)$$

dengan masing-masing variabel tersebut didapatkan dari:

$$\begin{aligned} \text{pendapatan} = & \text{laju produksi minyak} \\ & \times \text{harga jual minyak} \end{aligned} \quad (3.2)$$



$$\begin{aligned}
 \text{biaya pembelian} & \\
 &= \text{volume air} \\
 &\times \text{biaya air persatuan volume}
 \end{aligned}
 \tag{3.3}$$

$$\begin{aligned}
 \text{biaya recycling air} & \\
 &= \text{Volume air} \\
 &\times \text{Biaya pemisahan air persatuan volume}
 \end{aligned}
 \tag{3.4}$$

$$\begin{aligned}
 \text{biaya operasional pompa} & \\
 &= \text{daya pompa} \times \text{lama operasi} \\
 &\times \text{harga listrik}
 \end{aligned}
 \tag{3.5}$$

### 3.3 Pemodelan *Pressure Drop* dengan Persamaan *Fanning*, dan *Darcy*

Pada *water flood*, injeksi air akan mengalami perubahan tekanan, suhu serta sifat dari fluida. Maka dilakukan pemnurunan rumus empiris untuk mengetahui perubahan serta dampak yang terjadi. Hasil pemodelan akan divalidasi dengan hasil simulasi menggunakan perangkat lunak PIPESIM dan COMSOL dengan setpoint *error*<5%. *Injection well* dan *production well* divalidasi dengan perangkat lunak PIPESIM karena cukup mensimulasikan fluida yang mengalir pada pipa. Sedangkan pada reservoir dibutuhkan validasi menggunakan perangkat lunak COMSOL untuk mensimulasikan reaksi yang terjadi.

### 3.4 Perhitungan *additional recovery*, *Production Rate*

Laju produksi harian dihitung melalui nilai *sweep efficiency*. *Sweep efficiency* adalah perbandingan antara perbedaan saturasi minyak ketika *water flood operation*, dengan saturasi minyak mula-mula. Nilai ini merupakan fungsi gradien tekanan. Sehingga volum produksi harian bergantung pada jumlah tekanan dan volum air yang diinjeksikan. Persamaan *sweep efficiency* dalam fungsi gradien tekanan ditulis dalam Persamaan (3.5). Sehingga pendapatan kotor dari produksi minyak, merupakan perkalian antara *volume* produksi dengan harga jual minyak mentah [14].

$$\eta = 0.0739 \times \ln\left(\frac{\Delta P}{L}\right) + 0.7111 \quad (3.5)$$

$$PV = \Phi \times V_{reservoir} \quad (3.6)$$

$$OOIP = S_{oi} \times PV \quad (3.7)$$

$$Cumulative\ production = OOIP \times \eta \quad (3.8)$$

$$t = \frac{PV}{q_{water\ ekuivalen}} \quad (3.9)$$

$$Vol.\ produksi = \frac{Cumulative\ production}{t} \quad (3.10)$$

$$Pendapatan = Vol.\ produksi \times Harga\ jual \quad (3.11)$$

Untuk mendapatkan biaya pengadaan air maka didapatkan dari besar laju aliran massa air dan juga harga air per volume

$$B_{air} : \dot{m}_{air} \times P_{air} \quad (3.14)$$

Dimana:

$B_{air}$  : biaya air (USD/hari)

$\dot{m}_{air}$  : laju aliran massa air (bbl/hari)

$P_{air}$  : harga air (USD/bbl)

Dalam penerapan *water flood operation EOR* perlu adanya *recycle* untuk memisahkan limbah produksi yang dihasilkan selama proses *water flood operation EOR* sehingga perlu dipertimbangkan biaya *recycle*.

$$B_R = V_{air} \times B_{air} \quad (3.15)$$

Dimana:

$B_R$  : total biaya *recycling* (USD/hari)

$V_{air}$  : *volume recovery* air per hari (bbl/hari)

$B_{air}$  : biaya *recycling* air (USD/bbl)

Biaya operasional pompa untuk *water flood operation EOR* dapat dihitung dari energi listrik yang digunakan pompa selama beroperasi. Perhitungan biaya operasional pompa menggunakan hasil pemodelan *pressure drop injection well* hingga *production well* pada tahapan sebelumnya, laju aliran massa fluida, efisiensi pompa, kebutuhan daya listrik pompa, lama operasional pompa, dan tarif dasar listrik per kWh sehingga dapat diperoleh biaya operasional pompa yang digunakan selama proses *water flood operation EOR*. Biaya operasional pompa adalah hasil perkalian daya pompa dengan lama operasional pompa dan tarif dasar listrik per kWh [15].

$$W_p = \frac{q \times \Delta P}{\eta} \quad (3.16)$$

$$B_{OP} = W_p \times Y \times K \quad (3.17)$$

Dimana:

$W_p$  : besar usaha pompa persatuan waktu/ daya pompa (Watt)

$\Delta P$  : *pressure drop* (Pa)

$q$  : laju aliran massa fluida ( $m^3/s$ )

$\eta$  : efisiensi pompa (%)

$B_{OP}$  : biaya operasional pompa (USD/hr)

$Y$  : lama operasi pompa (hr)

$K$  : tarif dasar listrik (USD/kWh)

### 3.5 Optimisasi Kondisi *Particle Swarm Optimization* (PSO) dan *Genetic Algorithm* (GA)

Proses optimisasi yang menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) dan *Genetic Algorithm* (GA) bertujuan menyelesaikan masalah dengan menentukan nilai parameter  $c_1$ ,  $c_2$ , jumlah populasi ( $nPop$ ) dan jumlah iterasi ( $nIter$ ). menentukan nilai partikel dan nilai generasi yang dibutuhkan untuk memperoleh hasil yang optimum. Dimana parameter yang dioptimisasi

menghasilkan keuntungan (profit) maksimal pada optimisasi GA dan PSO .Setelah didapat nilai partikel dan nilai generasinya, algoritma PSO dan GA dijalankan sebanyak 10 kali dengan mempertimbangkan mengikuti parameter parameter yang telah dibuat untuk mengoptimalkan fungsi objektif yang telah dibuat [16].

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Hasil Pemodelan Tekanan pada *Injection well* dengan metode *Fanning*

Pemodelan tekanan dengan metode *Fanning* pada *injection well*, *Input* untuk pemodelan pada *injection well* disesuaikan dengan kondisi *input* di Morrow County, Ohio, USA. Kondisi *input* yang digunakan dalam perhitungan dapat dilihat pada Tabel 4.1.

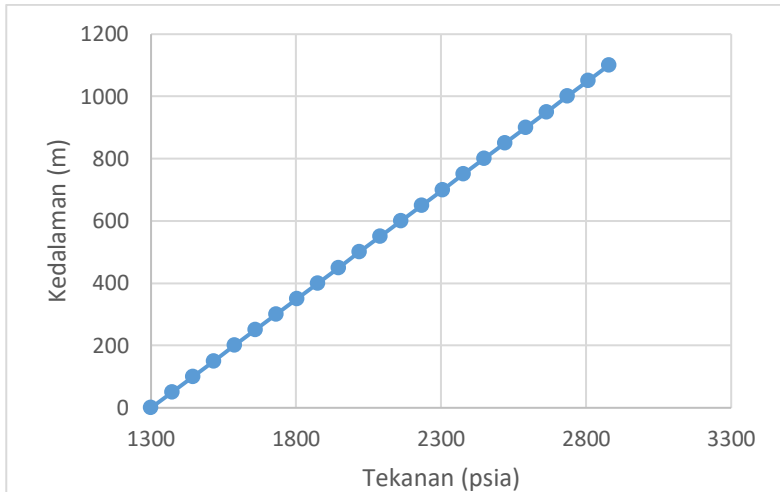
**Tabel 4.1** Parameter *input* untuk pemodelan tekanan *Fanning*

Parameter	Nilai	Satuan
Gravitasi	9.8	m/s <sup>2</sup>
Diameter aliran	0.089	m
Kedalaman sumur	1067	m
Tekanan injeksi	1300	psia
Laju massa air injeksi	0.30443	kg/s
Temperatur injeksi	25	C
Tebal <i>tubing</i>	0.005	m
<i>Over-all heat transfer coefficient</i>	2	Btu/h.F.ft <sup>2</sup>

Pemodelan suhu dan tekanan menggunakan persamaan *Fanning* dan telah divalidasi dengan PIPESIM. Dengan hasil rata-rata *error* = 1,94 %. Hasil validasi ditampilkan pada lampiran.

Nilai *error* ini dikarenakan adanya perbedaan kapasitas pencacahan perhitungan model dalam tugas akhir ini, dengan pencacahan yang dilakukan oleh perangkat lunak (PIPESIM dan COMSOL). Pada tugas akhir ini, pencacahan atau segmentasi pada *injection well* dilakukan dengan ketelitian setiap segmen yaitu 50 meter. Sementara itu, perangkat lunak simulasi mampu melakukan pencacahan hingga ketelitian 1 meter. Pencacahan yang semakin kecil tentunya menghasilkan perhitungan yang lebih akurat. Hal ini dikarenakan properti fluida yang berubah sesuai fungsi tekanan dan suhu.

Hasil kurva tekanan pada *injection well* dengan menggunakan persamaan *Fanning* dengan fungsi kedalaman sumur dinyatakan dalam Gambar 4.1.



**Gambar 4.1** Kurva tekanan terhadap kedalaman *injection well* sebelum optimisasi

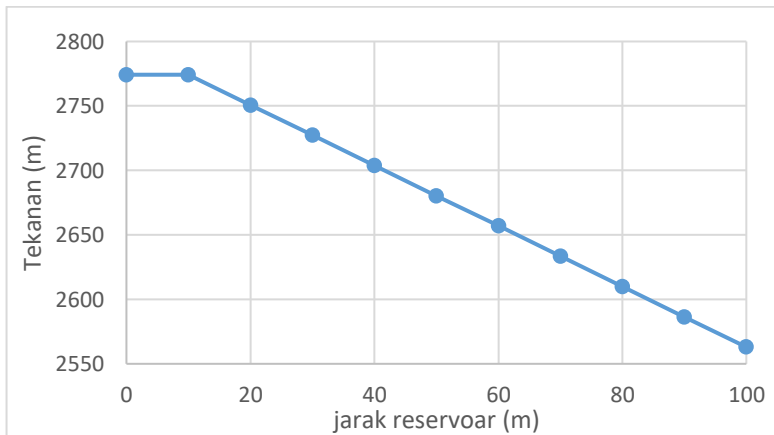
#### 4.2 Hasil Pemodelan Tekanan pada Reservoir dengan Persamaan *Darcy*

Pemodelan gradien tekanan pada reservoir dimodelkan dengan persamaan *Darcy*. Karakteristik reservoir yang digunakan sebagai *input* untuk persamaan *Darcy* dapat dilihat pada tabel 4.2. Pencacahan pada pemodelan ini dilakukan dengan ketelitian 10 meter. Dengan pencacahan yang lebih kecil, mengakibatkan perhitungan dalam model *Darcy* lebih akurat. Hasil pemodelan telah divalidasi dengan hasil rata-rata *error* 1,05 % terhadap simulasi COMSOL.

**Tabel 4.2** Tabel parameter *input* pemodelan tekanan pada reservoir dengan persamaan *Darcy*

Parameter	Nilai	Satuan
Jarak <i>injection</i> - <i>production well</i>	100	m
Tekanan Reservoir	1087	psia
Temperature Reservoir	87	F
Tebal formasi	10.4	m
Permeabilitas	18.1	mD
Porositas	0.07	-
Deg API	41	° API

Parameter *input* fluida dalam pemodelan tekanan ini, merupakan *output* dari fluida pada *injection well*. Karakteristik fluida *output* dari pemodelan tekanan *Darcy*, merupakan *input* untuk pemodelan pada *production well*. Kurva tekanan pada reservoir ditampilkan pada Gambar 4.2.

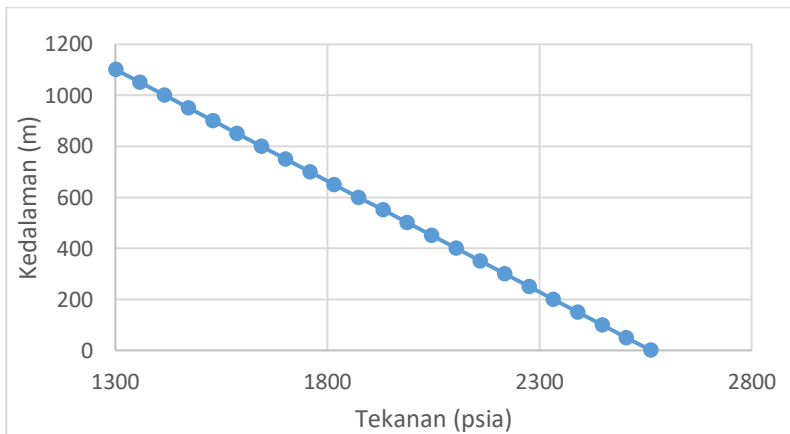


**Gambar 4.2** Kurva tekanan terhadap jarak reservoir sebelum optimisasi

#### 4.3 Hasil Pemodelan Tekanan pada *Production Well* dengan Metode *Fanning*

Karakteristik tekanan dan temperatur dari hasil pemodelan tekanan dengan persamaan *Darcy* pada reservoir, akan digunakan sebagai *input* untuk pemodelan pada *production well*.

Hasil pemodelan tekanan pada *production well* dengan menggunakan persamaan *Fanning* telah divalidasi menggunakan perangkat lunak PIPESIM dengan rata-rata *error* sebesar 2,49 %. Hasil pemodelan tersebut dinyatakan dalam gambar 4.3.



**Gambar 4.3** Kurva tekanan terhadap kedalaman *production well* sebelum optimisasi

#### 4.4 Hasil Perhitungan *Sweep Efficiency*, *Production Rate*, *Energi*, dan *Biaya Pengolahan Air Limbah*

*Sweep efficiency* adalah perbandingan antara perbedaan saturasi minyak setelah *water flood operation EOR*, dengan saturasi minyak mula-mula. *Sweep Efficiency* didapatkan melalui nilai gradien tekanan fluida pada reservoir. Gradien tekanan fluida pada reservoir dengan kondisi *input* 1300 psia, laju aliran massa 0.30443 kg/s, dan temperatur 25°C. Sesuai dengan Persamaan (3.5), maka didapatkan *sweep efficiency* dengan nilai 12,51%. Laju produksi minyak mentah adalah 78,733 barrel per hari.



Pendapatan merupakan hasil penjualan minyak mentah per hari, dan dinyatakan dalam Persamaan (3.6). Dengan laju produksi 78,733 barrel per hari, dan harga jual minyak mentah yang digunakan sebagai acuan adalah rata-rata harga minyak mentah pada periode satu tahun (1 April 2015 hingga 1 April 2016), yaitu 50,555 USD/barrel. Maka didapatkan nilai pendapatan 3980,38 USD/hari.

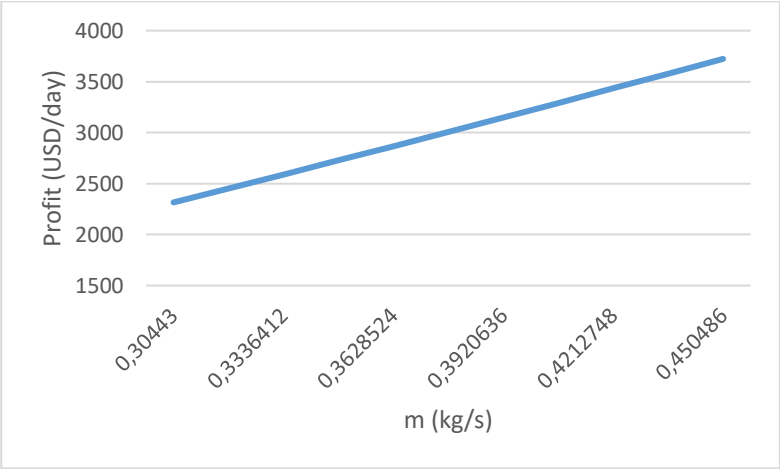
Untuk menghitung biaya untuk menggenerasikan air, digunakan *input* sesuai tabel 4.3

**Tabel 4.3** Perhitungan *net profit* air *injection*

Parameter	Nilai	Satuan
Penjualan <i>crude oil</i>	28482.613	USD/hari
Biaya pengadaan air	211.737	USD/hari
Biaya air <i>Cycling</i>	284.826	USD/hari
Biaya Operasional Pompa	564.165	USD/hari
Net profit	27421.884	USD/hari

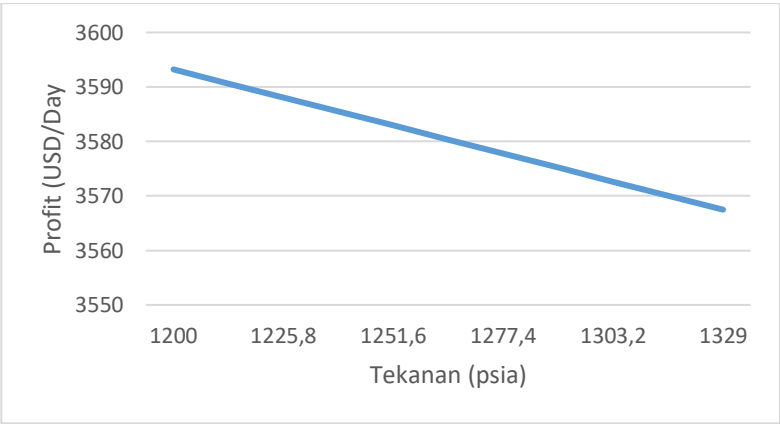
#### 4.5 Analisis Sensitifitas

Analisis sensitifitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan salah satu dari variabel yang dioptimisasi terhadap nilai fungsi objektif. Pada Gambar 4.4 menampilkan kurva analisis sensitifitas perubahan laju aliran massa dengan tekanan dan temperatur yang tetap. Pada kurva tersebut terlihat kenaikan nilai laju aliran massa juga akan meningkatkan *profit* yang didapatkan



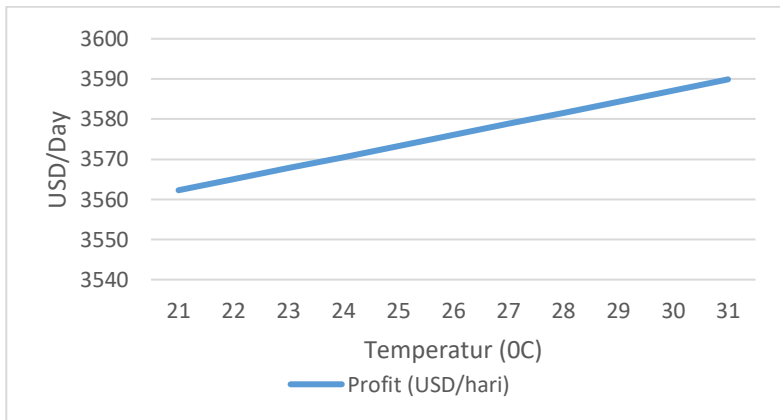
**Gambar 4.4** Kurva analisis sensitifitas perubahan laju aliran massa injeksi

Analisis sensitifitas untuk perubahan tekanan injeksi dengan laju aliran massa dan temperatur yang tetap ditampilkan pada Gambar 4.5. Pada kurva tersebut terlihat bahwa kenaikan nilai tekanan injeksi justru akan menurunkan *profit* yang didapatkan.



**Gambar 4.5** Kurva analisis sensitifitas perubahan tekanan injeksi

Sementara untuk analisis sensitifitas perubahan temperatur injeksi dengan laju aliran massa dan tekanan yang tetap akan ditampilkan pada Gambar 4.6. Kurva tersebut menunjukkan kenaikan nilai temperatur akan meningkatkan *profit water flooding EOR*. Dari beberapa kurva tersebut, laju aliran massa dan temperatur yang tinggi akan meningkatkan *profit*. Namun untuk mendapatkan laju aliran massa yang tinggi juga diperlukan tekanan yang tinggi pula. Sementara, apabila tekanan injeksi tinggi akan menurunkan *profit*. Sehingga diperlukan optimisasi variabel laju aliran massa, tekanan injeksi dan temperatur injeksi untuk mendapatkan nilai fungsi objektif (*net profit*) yang optimum.

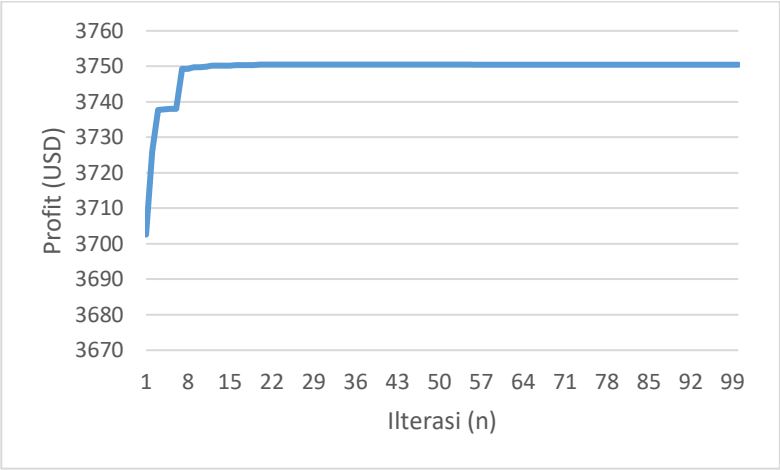


**Gambar 4.6** Kurva analisis sensitifitas perubahan temperatur injeksi

#### 4.6 Optimisasi Menggunakan *Genetic Algorithm* (GA)

Fungsi objektif dari optimisasi ini adalah pendapatan bersih, yang merupakan jumlah dari pendapatan dari penjualan *crude oil*, biaya pengadaan air, biaya *water cycling* dan biaya operasional pompa. Variabel yang dioptimisasi adalah laju aliran massa injeksi, tekanan injeksi dan temperatur. Metode *stokastik*, *Genetic Algorithm* (GA) digunakan karena banyak terdapat lokal optimum dalam model tersebut. Hasil plot individu dengan *fitness* terbaik

tiap generasi dari optimisasi GA pada model *water flood operation* adalah seperti pada Gambar 4.7.



**Gambar 4.7** Plot *fitness* terbaik setiap generasi GA

Hasil optimisasi dengan menggunakan *genetic algorithm* dapat dilihat pada Tabel 4.4.

**Tabel 4.4** Pendapatan *water injection operation* setelah dioptimisasi menggunakan GA

Parameter	Nilai	Satuan
Penjualan <i>crude oil</i>	4158,183922	USD/hari
Biaya pengadaan air	153,9648	USD/hari
Biaya <i>water Cycling</i>	12,94130903	USD/hari
Biaya Operasional Pompa	235,4358286	USD/hari
<i>Net profit</i>	3755,841984	USD/hari

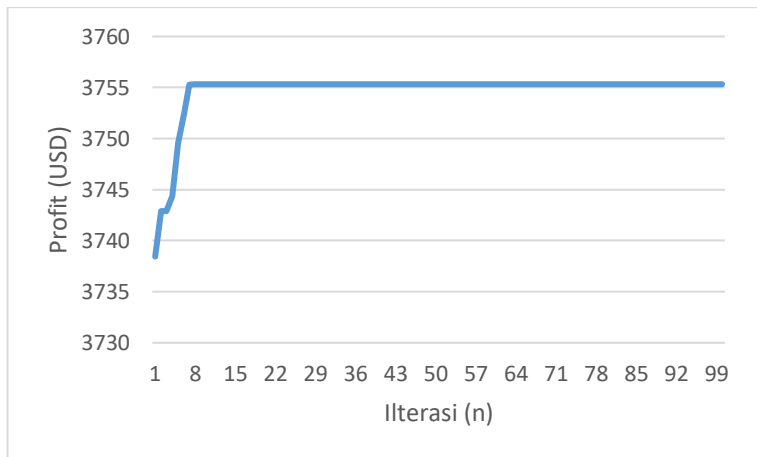
Variabel *input* yang digunakan untuk mencapai hasil optimum seperti pada Tabel 4.4 adalah *input* sesuai Tabel 4.5

**Tabel 4.5** Hasil optimisasi GA terhadap variabel *input*

Variabel <i>input</i>	Nilai	Satuan
Laju massa air injeksi	0.45	kg/s
Tekanan injeksi	1200	psia
Temperatur Injeksi	31	celcius

#### 4.7 Optimisasi Menggunakan *Particle Swarm Optimization* (PSO)

Optimisasi *Particle Swarm Optimization* (PSO) dilakukan untuk mencari nilai maksimum dari *net profit* keseluruhan dari fungsi objektif, antara lain; biaya pengadaan air, *recycling* limbah, dan biaya pompa operasional. PSO mengoptimisasi variabel yang berkaitan (masa injeksi, tekanan dan temperatur) untuk menghasilkan hasil minimum dari biaya *water flood operation*. Hasil plot individu dengan *fitness* terbaik tiap generasi dari optimisasi PSO pada model *water flood operation* adalah seperti pada Gambar 4.11

**Gambar 4.8** Plot *fitness* terbaik setiap generasi PSO

Hasil optimisasi dengan menggunakan *genetic algorithm* dapat dilihat pada Tabel 4.6.

**Tabel 4.6** Biaya *water injection operation* setelah dioptimisasi menggunakan PSO

Parameter	Nilai	Satuan
Penjualan <i>crude oil</i>	4158,183922	USD/hari
Biaya pengadaan air	153,9648	USD/hari
Biaya <i>water cycling</i>	12,94130903	USD/hari
Biaya operasional pompa	235,4358286	USD/hari
Total	3754,711	USD/hari

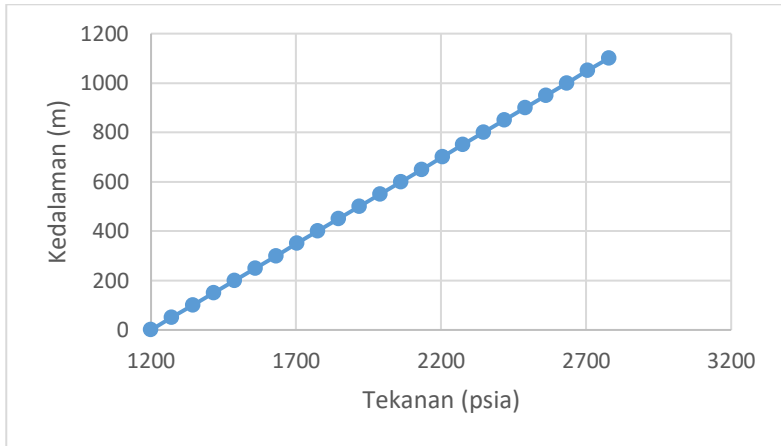
Variabel *input* yang digunakan untuk mencapai hasil optimum seperti pada Tabel 4.4 adalah *input* sesuai Tabel 4.5.

**Tabel 4.7** Hasil optimisasi PSO terhadap variabel *input*

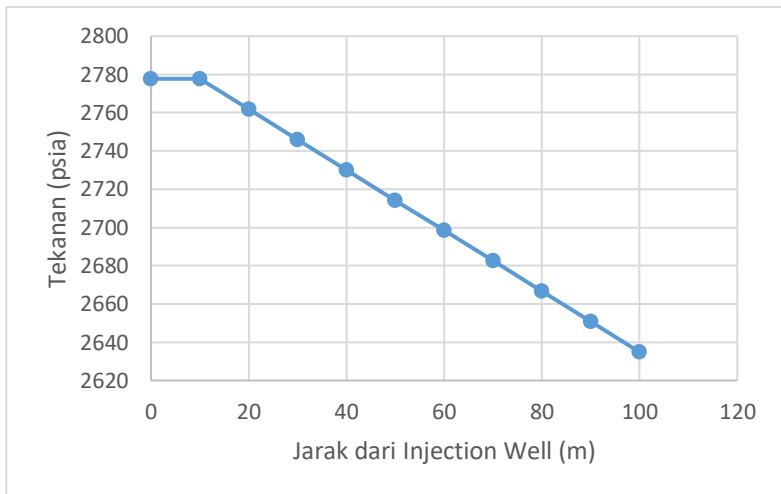
Variabel <i>input</i>	Nilai	Satuan
Laju massa air injeksi	0.45	kg/s
Tekanan injeksi	1200	psia
Temperatur Injeksi	31	celcius

#### 4.8 Kurva Karakteristik Model Hasil Optimisasi

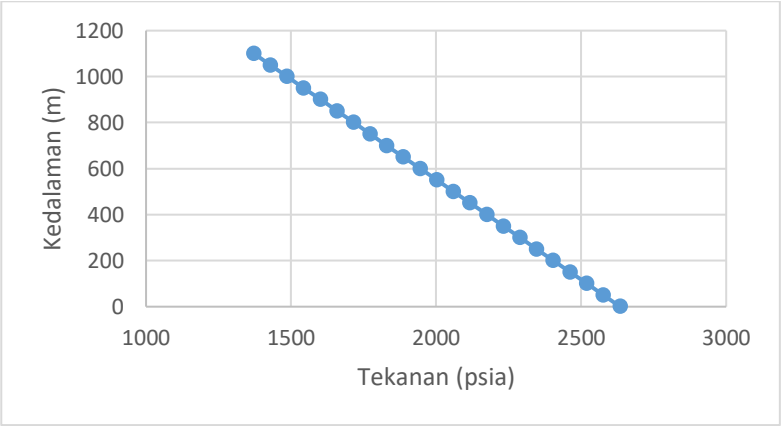
Dari kedua metode optimisasi GA dan PSO dihasilkan *fitness* terbaik dari masing-masing optimisasi. Dimana *fitness* terbaik tersebut dipengaruhi variabel *input* pada *water flood operation EOR*. Pada kedua optimisasi telah ditentukan *upper value* dan *lower value* dari variabel *input*. Dapat dilihat pada Tabel 4.5 dan Tabel 4.7 didapatkan hasil yang sama setelah dilakukan optimisasi. Variabel *input* yang telah dioptimisasi menghasilkan nilai yang sama. Dari nilai tersebut dapat dilihat pada gambar dibawah (Gambar 4.12, Gambar 4.13, Gambar 4.14) kurva karaktersitik model *water flood operation EOR* setelah dioptimisasi.



**Gambar 4.9** Kurva tekanan terhadap kedalaman pada *Injection well* setelah optimisasi



**Gambar 4.10** Kurva tekanan pada reservoir setelah optimisasi



**Gambar 4.11** Kurva tekanan terhadap kedalaman pada *production well* setelah optimisasi



## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1. Kesimpulan**

Adapun kesimpulan dari hasil tugas akhir mengenai optimisasi peningkatan produksi minyak pada *water flood operation EOR* adalah:

- *Water flood operation EOR* menggunakan 2 macam metode pemodelan yaitu metode *Fanning* (pada *injection well* dan *production well*) dan metode *Darcy* (pada reservoir)
- Pemodelan suhu dan gradien tekanan pada *injection well* dengan metode *Fanning* menunjukkan rata-rata *error* 1,94 % dibandingkan dengan simulasi *software* PIPESIM.
- Pemodelan suhu dan gradien tekanan pada reservoir dengan persamaan *Darcy*, menunjukkan rata-rata *error* 1,05 % dibandingkan dengan simulasi COMSOL.
- Pemodelan suhu dan gradien tekanan pada *production well* dengan metode *Fanning* menunjukkan rata-rata *error* 2,49 % dibandingkan dengan simulasi *software* PIPESIM.
- *Genetic algorithm* dapat meningkatkan produksi *crude oil water flood operation EOR* hingga 13,076 %. Pada studi kasus di Morrow County, Ohio, USA, *profit* dapat meningkat dari 2315 USD/hari menjadi 3755 USD/hari.
- *Particle Swarm Optimization* dapat meningkatkan hasil *net profit* dari fungsi objektif sebesar 2315 USD/hari menjadi 3754 USD/hari.

#### **5.2. Saran**

Hal yang dapat penulis sarankan dalam penelitian selanjutnya adalah:

- Mengembangkan pemodelan *additional recovery* untuk derajat API dari berbagai karakteristik *reservoir* agar nilainya lebih akurat.

- Menambahkan *capital investment* pada penentuan *objective function*

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Biro Riset LM FEUI , “ANALISIS INDUSTRI MINYAK DAN GAS DI INDONESIA,” *Masukan bagi Pengelola BUMN Biro Riset LM FEUI* .
- [2] B. Widarsono, “Cadangan dan Produksi Gas Bumi Nasional: Sebuah Analisis atas Potensi dan Tantanganya,” 2013.
- [3] E. B. Wibowo, A. Buntoro dan M. Natsir, “UPAYA PENINGKATAN PEROLEHAN MINYAK MENGGUNAKAN METODE CHEMICAL FLOODING DI LAPANGAN LIMAU,” 2007.
- [4] S. M. Agus Sugiharto, “OPTIMISASI PRODUKSI LAPANGAN MINYAK MENGGUNAKAN METODE ARTIFICIAL LIFT DENGAN ESP PADA LAPANGAN TERINTEGRASI”.
- [5] D. K. d. A. P. Santoso, “EVALUASI PENGGUNAAN INJEKSI AIR UNTUK PRESSURE MAINTENANCE PADA RESERVOIR LAPANGAN MINYAK”.
- [6] J. Simbolon, “PENGARUH KEMIRINGAN RESERVOIR TERHADAP FAKTOR PEROLEHAN MINYAK DENGAN WATERFLOOD PADA FORMASI TIDAK TERKOMPAKSI,” dalam *Tugas Akhir*, Bandung, 2010, pp. 11-12.
- [7] Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" , “Menuju pengolahan Energi dan Sumber Daya Mineral Indonesia Yang Berdaulat: Tantangan, Teknologi, Sistem dan Solusi,” dalam *Seminar Nasional Kebumihan VIII*, Yogyakarta, 2013.

- [8] S. Srichai, "Friction Factor for Single Phase Flow in Smooth and Rough Tubes," *Atomization and Spray*, 2006.
- [9] O. Banete, Towards Modeling Heat Transfer Using A Lattice Boltzman Method For Porous Media, Ontario, 2014.
- [10] J. W. Harbaugh, "Carbonate Oil Reservoir Rocks," *Developments in Sedimentary*, vol. 9A, pp. 349-398, 1967.
- [11] H. D. R. Singh R. P., "Handling System for Newtonian Liquids," dalam *Introduction to Engineering Fourth Edition* , London, Elsevier Inc, 2008.
- [12] S. R. P. dan S. R. P., "Handling System For Newtonian Liquids," dalam *Introducing to Food Engineering Fourth Edition*, London, Elsevier Inc, 2008.
- [13] A. Dinastasari, OPTIMISASI TEKNO-EKONOMI PADA DESAIN GEOMETRI HEAT EXCHANGER DENGAN DIPENGARUHI FOULING RESISTANCE MENGGUNAKAN BEBERAPA METODE STOCHASTIC ALGORITHM, Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2017.
- [14] J. Xu, "Study on relative permeability characteristics affected by displacement pressure gradient: Experimental study and numerical simulation," *Fuel* , pp. 314-323, 2015.
- [15] B. T. R, "Thermal and Hydraulic Impacts Consideration in Refinery Crude Preheat Train Cleaning Scheduling Using Recent Stochastic Optimization Methods," *Applied Thermal Engineering*, vol. 108, pp. 1436-1450, 2016.
- [16] R. Veriyawan, Totok Ruki Biyanto dan G. Nugroho, "Optimisasi Desain Heat Exchanger Shell-And-Tube

Menggunakan Metode Particle Swarm Optimization,”  
2014.

- [17] T. R. Biyanto, H. Y. Fibrianto dan M. Ramasamy, “Thermal and Hydraulic Impacts Consideration in Refinery Crude Preheat Train Cleaning Scheduling Using Recent Stochastic Optimization Methods,” *Applied Thermal Engineering*, 2016.
- [18] I. Fukai dan S. Mishra, “Economic analysis of CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery,” *Greenhouse Green Control*, vol. 52, pp. 357-377, 2016.
- [19] L. W. Lake, Enhanced Oil Recovery, New Jersey: Prentice-Hall, Inc, 1989.
- [20] E. S. R. Seat T. McCoy, “A Model of CO<sub>2</sub>-Flood Enhanced Oil Recovery with Application Influence on CO<sub>2</sub> Storage Costs”.
- [21] T. R. Biyanto, H. Y. Fibrianto dan M. Ramasamy, “Thermal and Hydraulic Impacts Consideration in Refinery Crude Preheat Train Cleaning Scheduling Using Recent Stochastic Optimization Methods,” *Applied Thermal Engineering*, 2016.



## LAMPIRAN

### **LAMPIRAN A Validasi Pemodelan Suhu dan Tekanan pada *Injection Well***

Validasi model pada *injection well* dilakukan melalui membandingkan hasil model dengan hasil simulasi pada perangkat lunak PIPESIM. Tabel divariasikan nilai laju aliran massa injeksi air, terhadap tekanan dan temperatur injeksi yang tetap (1300 psia, 25 C). Nilai variasi merupakan antara nilai 0,30443 sampai 0,450486 kg/s.

**Tabel A 1** Valisai model terhadap variasi laju aliran massa injeksi

m	PIPESIM		Model <i>Fanning</i>		% error P	% error T
	P out	T out	P out	T out		
0,30443	2816,31	30,23	2878,02	29,64	2,14	1,98
0,3190356	2814,13	30,22	2877,99	29,67	2,21	1,83
0,3336412	2811,94	30,2	2877,96	29,70	2,29	1,69
0,3482468	2809,75	30,19	2877,93	29,72	2,36	1,55
0,3628524	2807,56	30,17	2877,91	29,75	2,44	1,42
0,377458	2805,37	30,16	2877,88	29,77	2,51	1,3
0,3920636	2803,18	30,14	2877,86	29,79	2,59	1,17
0,4066692	2800,98	30,13	2877,83	29,81	2,67	1,06
0,4212748	2798,79	30,11	2877,81	29,83	2,74	0,94
0,4358804	2796,59	30,09	2877,79	29,85	2,82	0,83
0,450486	2794,39	30,08	2877,77	29,86	2,89	0,72
Average					2,52	1,32

Pada Tabel divariasikan tekanan injeksi air dengan laju aliran massa dan temperatur injeksi yang tetap (0,30443 kg/s dan 25 C). Nilai variasi ditentukan antara 1200 sampai 1329 psia.

**Tabel A 2** Valisai model terhadap variasi tekanan injeksi

P	PIPESIM		Model <i>Fanning</i>		% error P	% error T
	P out	T out	P out	T out		
1200	2696,51	30,1	2777,49	29,85	2,91	0,83
1212,9	2709,43	30,1	2790,43	29,85	2,9	0,83
1225,8	2722,35	30,1	2803,37	29,85	2,89	0,83
1238,7	2735,27	30,1	2816,31	29,85	2,87	0,83
1251,6	2748,19	30,1	2829,25	29,85	2,86	0,83
1264,5	2761,11	30,1	2842,18	29,85	2,85	0,83
1277,4	2774,03	30,1	2855,12	29,84	2,84	0,83
1290,3	2786,95	30,1	2868,06	29,84	2,82	0,83
1303,2	2799,86	30,1	2881	29,84	2,81	0,83
1316,1	2812,78	30,1	2893,94	29,84	2,8	0,83
1329	2825,7	30,1	2906,88	29,84	2,79	0,83
Average					2,85	0,83

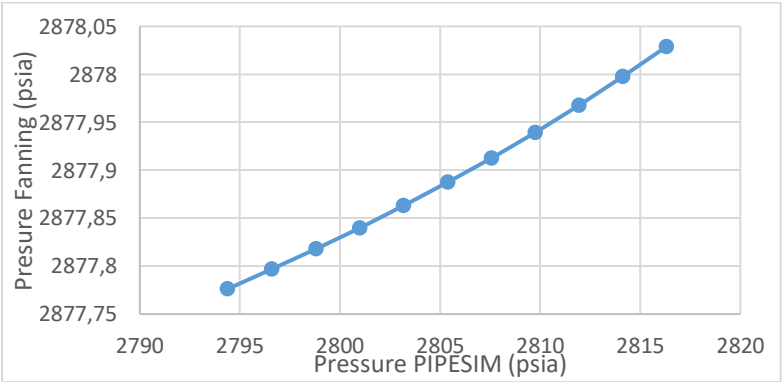
Pada tabel divariasikan nilai temperatur injeksi terhadap laju aliran massa dan tekanan injeksi yang tetap (0,30443 kg/s dan 1300 psia). Nilai variasi temperatur adalah 21-31 C.



**Tabel A 2** Validasi model terhadap variasi temperatur injeksi

T	PIPESIM		Model <i>Fanning</i>		% error P	% error T
	P out	T out	P out	T out		
21	2796,82	30,1	2879,89	29,29	2,88	2,74
22	2796,78	30,1	2879,37	29,43	2,86	2,27
23	2796,74	30,1	2878,85	29,56	2,85	1,79
24	2796,7	30,1	2878,32	29,70	2,83	1,31
25	2796,66	30,1	2877,79	29,84	2,81	0,83
26	2796,62	30,1	2877,26	29,99	2,8	0,35
27	2796,58	30,1	2876,72	30,13	2,78	0,13
28	2796,54	30,1	2876,18	30,28	2,76	0,61
29	2796,5	30,1	2875,63	30,43	2,75	1,11
30	2796,45	30,1	2875,09	30,59	2,73	1,6
31	2796,41	30,1	2874,53	30,74	2,71	2,1
Average					2,8	1,35

Plot grafik dari validasi model untuk pressure ditampilkan pada Gambar A1



**Gambar A. 1** Plot validasi model pada *injection well* dengan perangkat lunak PIPESIM

## LAMPIRAN B Validasi Pemodelan Suhu dan Tekanan pada Reservoir

Validasi model pada reservoir dilakukan melalui membandingkan hasil model dengan hasil simulasi pada perangkat lunak COMSOL. Tabel divariasikan nilai laju aliran massa injeksi air, terhadap tekanan dan temperatur injeksi yang tetap (1300 psia, 25 C). Nilai variasi merupakan antara nilai 0,30443 sampai 0,450486 kg/s.

**Tabel B 1** Validasi model terhadap variasi laju aliran massa injeksi

m	PIPESIM		Model <i>Fanning</i>		% error P	% error T
	P out	T out	P out	T out		
0,30443	2.731	31	2719,33	30,05	0,41	1,71
0,3190356	2.723	31	2711,68	30,06	0,42	1,65
0,3336412	2.716	31	2704,04	30,08	0,42	1,6
0,3482468	2.708	31	2696,39	30,09	0,43	1,55
0,3628524	2.701	31	2688,75	30,11	0,44	1,5
0,377458	2.693	31	2681,11	30,12	0,44	1,46
0,3920636	2.686	31	2673,46	30,13	0,45	1,41
0,4066692	2.678	31	2665,82	30,14	0,45	1,37
0,4212748	2.670	31	2658,18	30,16	0,46	1,34
0,4358804	2.663	31	2650,54	30,17	0,46	1,3
0,450486	2.663	31	2642,91	30,18	0,75	1,26
Average					0,47	1,47

Pada Tabel divariasikan tekanan injeksi air dengan laju aliran massa dan temperatur injeksi yang tetap (0,30443 kg/s dan 25 C). Nilai variasi ditentukan antara 1200 sampai 1329 psia.

**Tabel B 2** Validasi model terhadap variasi tekanan injeksi

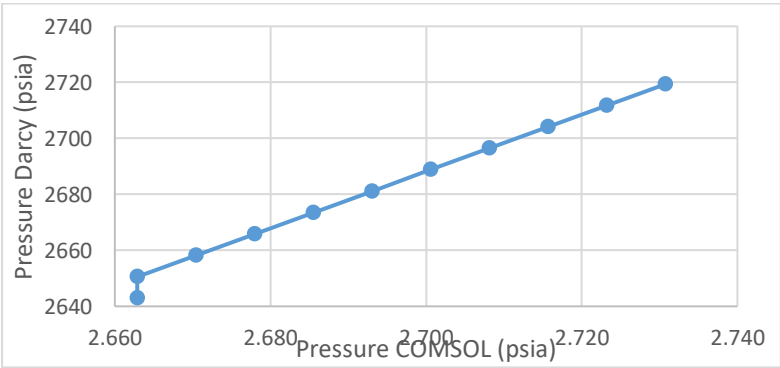
P	PIPESIM		Model <i>Fanning</i>		% error P	% error T
	P out	T out	P out	T out		
1200	2.653	31	2573,1	30,17	3,1	1,3
1212,9	2.653	31	2586,05	30,17	2,59	1,3
1225,8	2.653	31	2599	30,17	2,07	1,3
1238,7	2.653	31	2611,96	30,17	1,57	1,3
1251,6	2.653	31	2624,91	30,17	1,07	1,3
1264,5	2.653	31	2637,86	30,17	0,57	1,3
1277,4	2.653	31	2650,81	30,17	0,08	1,3
1290,3	2.653	31	2663,76	30,17	0,4	1,3
1303,2	2.653	31	2676,71	30,17	0,88	1,3
1316,1	2.653	31	2689,66	30,17	1,36	1,3
1329	2.653	31	2702,62	30,17	1,83	1,3
Average					1,41	1,3

Pada tabel divariasikan nilai temperatur injeksi terhadap laju aliran massa dan tekanan injeksi yang tetap (0,30443 kg/s dan 1300 psia). Nilai variasi temperatur adalah 21-31 C.

**Tabel B 3** Validasi model terhadap variasi temperatur injeksi

T	PIPESIM		Model <i>Fanning</i>		% error P	% error T
	P out	T out	P out	T out		
21	2.663	31	2652,89	29,77	0,38	2,66
22	2.663	31	2652,37	29,86	0,4	2,32
23	2.663	31	2651,85	29,96	0,42	1,98
24	2.663	31	2651,32	30,06	0,44	1,64
25	2.663	31	2650,79	30,17	0,46	1,29
26	2.663	31	2650,25	30,27	0,48	0,95
27	2.663	31	2649,72	30,37	0,5	0,6
28	2.663	31	2649,17	30,48	0,52	0,25
29	2.663	31	2648,63	30,59	0,54	0,1
30	2.663	31	2648,08	30,7	0,57	0,46
31	2.663	31	2647,52	30,81	0,59	0,82
Average					0,48	1,19

Plot grafik dari validasi model untuk pressure ditampilkan pada Gambar B1



**Gambar B. 1** Plot validasi model pada reservoir dengan perangkat lunak COMSOL

## LAMPIRAN C Validasi Pemodelan Suhu dan Tekanan pada *Production Well*

Validasi model pada *production well* dilakukan melalui membandingkan hasil model dengan hasil simulasi pada perangkat lunak PIPESIM. Tabel divariasikan nilai laju aliran massa injeksi air, terhadap tekanan dan temperatur injeksi yang tetap (1300 psia, 25 C). Nilai variasi merupakan antara nilai 0,30443 sampai 0,450486 kg/s.

**Tabel C 1** Validasi model terhadap variasi laju aliran massa injeksi

m	PIPESIM		Model <i>Fanning</i>		% error P	% error T
	P out	T out	P out	T out		
0,30443	1387,74	18,82	1456,35	21,49	4,71	12,45
0,319036	1387,77	19,02	1448,75	21,41	4,20	11,11
0,333641	1387,81	19,23	1441,14	21,32	3,7	9,81
0,348247	1387,84	19,42	1433,54	21,24	3,18	8,55
0,362852	1387,87	19,62	1425,94	21,16	2,66	7,31
0,377458	1387,89	19,8	1418,34	21,09	2,14	6,11
0,392064	1387,92	19,98	1410,74	21,02	1,61	4,94
0,406669	1387,9	20,15	1403,15	20,96	1,08	3,82
0,421275	1387,97	20,32	1395,55	20,89	0,54	2,73
0,43588	1387,99	20,48	1387,96	20,83	0,001	1,66
0,450486	1388,01	20,64	1380,37	20,77	0,55	0,63
Average					2,22	6,28

Pada Tabel divariasikan tekanan injeksi air dengan laju aliran massa dan temperatur injeksi yang tetap (0,30443 kg/s dan 25 C). Nilai variasi ditentukan antara 1200 sampai 1329 psia.

**Tabel C 2** Validasi model terhadap variasi tekanan injeksi

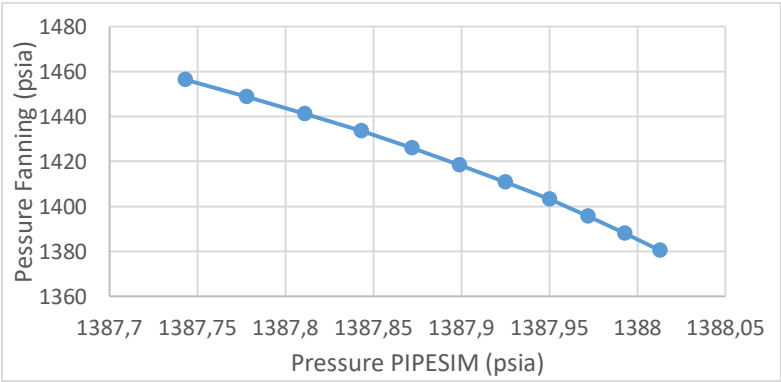
P	PIPESIM		Model <i>Fanning</i>		% error P	% error T
	P out	T out	P out	T out		
1200	1390,27	20,48	1311,14	20,85	6,03	1,76
1212,9	1390,27	20,48	1323,99	20,84	5	1,75
1225,8	1390,27	20,48	1336,84	20,84	3,99	1,74
1238,7	1390,27	20,48	1349,68	20,84	3	1,72
1251,6	1390,27	20,48	1362,53	20,84	2,03	1,73
1264,5	1390,27	20,48	1375,38	20,83	1,08	1,71
1277,4	1390,27	20,48	1388,22	20,83	0,14	1,7
1290,3	1390,27	20,48	1401,07	20,83	0,77	1,69
1303,2	1390,27	20,48	1413,92	20,83	1,67	1,68
1316,1	1390,27	20,48	1426,76	20,83	2,55	1,67
1329	1390,27	20,48	1439,61	20,82	3,42	1,65
Average					2,7	1,71

Pada tabel divariasikan nilai tempratur injeksi terhadap laju aliran massa dan tekanan injeksi yang tetap (0,30443 kg/s dan 1300 psia). Nilai variasi temperatur adalah 21-31 C.

**Tabel C 3** Validasi model terhadap variasi temperatur injeksi

T	PIPESIM		Model <i>Fanning</i>		% error P	% error T
	P out	T out	P out	T out		
21	1387,99	20,48	1390,17	20,66	0,15	0,87
22	1387,99	20,48	1389,69	20,7	0,12	1,07
23	1387,99	20,48	1389,19	20,74	0,08	1,28
24	1387,99	20,48	1388,7	20,79	0,05	1,49
25	1387,99	20,48	1388,2	20,83	0,01	1,7
26	1387,99	20,48	1387,7	20,88	0,02	1,91
27	1387,99	20,48	1387,2	20,92	0,05	2,12
28	1387,99	20,48	1386,69	20,97	0,09	2,34
29	1387,99	20,48	1386,18	21,02	0,13	2,56
30	1387,99	20,48	1385,67	21,07	0,16	2,78
31	1387,99	20,48	1385,15	21,11	0,2	3,01
Average					0,1	1,92

Plot grafik dari validasi model untuk pressure ditampilkan pada Gambar C1



**Gambar C. 1** Plot validasi model pada *production well* dengan perangkat lunak PIPESIM

## LAMPIRAN D Contoh perhitungan *Presure Drop* menggunakan *Fanning* pada *Injection Well*

Model *water flood operation* pada *injection well* dilakukan dengan membagi segmentasi pada *well* setiap kedalaman 50 m. Parameter *input* yang digunakan pada model adalah seperti yang tertera pada Tabel D.1

**Tabel D. 1** kondisi *input* pemodelan *Fanning*

Parameter	Nilai	Satuan
Gravitasi	9.8	m/s <sup>2</sup>
Faktor Gravitasi	1	Kg.m/N.s <sup>2</sup>
Diameter aliran	0.089	m
Kedalaman sumur	1100	m
Tekanan injeksi	1300	psia
Temperatur	25	C
Laju massa air injeksi	0,30443	kg/s
Tebal tubing	0.005	m
<i>Absolute roughness</i>	0.0000254	m
Koefisien perpindahan panas	2	Btu/h.F.ft <sup>2</sup>

Sedangkan rumus yang digunakan untuk menghitung *pressure drop* adalah sebagai berikut:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right) = \frac{2f\rho v^2}{g_c D} + \frac{\rho g}{g_c} \quad (1)$$

Untuk nilai  $f$  pada metode *Fanning* didapatkan melalui persamaan berikut



$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4.0 \log_{10} \left[ 0.2698 \left( \frac{\varepsilon}{D} \right) - \frac{5.0452}{Re} \log_{10} \left\{ 0.3539 \left( \frac{\varepsilon}{D} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{Re^{0.8981}} \right\} \right] \quad (2)$$

Sebelumnya diperlukan nilai bilangan Reynold dari aliran injeksi melalui persamaan

$$N_{Re} = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu} \quad (3)$$

- Menghitung  $N_{Re}$

$$N_{Re} = \frac{1009.971 \cdot 0.0485 \cdot 0.089}{0.0008875} = 4909.76$$

- Menghitung  $f$

$$\begin{aligned} \frac{1}{\sqrt{f}} &= -4.0 \log_{10} \left[ 0.2698 \left( \frac{0.0000254}{0.005} \right) - \frac{5.0452}{4909.76} \log_{10} \left\{ 0.3539 \left( \frac{0.0000254}{0.005} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{4909.76^{0.8981}} \right\} \right] \\ &= 0.010911983 \end{aligned}$$

- Menghitung *Pressure Drop*

$$\left( \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{2.010911983 \cdot 1009.971 \cdot 0.0485^2}{1 \cdot 0.089} + \frac{1009.971 \cdot 9.8}{1} = 9897.72092 \frac{Pa}{m}$$

Sehingga apabila tekanan injeksi adalah 1300 psia dan pressure drop didapatkan sebesar  $9897.72092 \frac{Pa}{m}$  maka tekanan pada segment berikutnya sebesar 1371,777151 psia.

## LAMPIRAN E Contoh perhitungan *pressure drop* menggunakan metode Darcy pada reservoir

Parameter *input* yang digunakan dalam perhitungan *Pressure drop* pada reservoir adalah seperti yang tercantum pada Tabel

**Tabel E. 1** kondisi *input* pemodelan reservoir dengan Darcy

Parameter	Nilai	Satuan
Jarak <i>injection-production well</i>	100	m
Tebal formasi	10.4	m
Permeabilitas	18.1	mD
Porositas	0.07	%
Deg API	11	° API

Persamaan Darcy mengenai permeabilitas dapat dilihat pada persamaan (2.7)

$$\Delta P = \frac{\mu q L}{k A}$$

- Menghitung  $\mu$  pada  $P = 2878,028889$  psia dan  $T = 29,64877474$  °C

$\mu = 0,000785348$  Kg/ms berdasarkan tekanan dan temperatur di reservoir

- Menghitung  $q$

$$q = \frac{m}{\rho} = \frac{0.30443 \text{ kg/s}}{1008,861452 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 2,48781E - 07 \text{ m}^3/\text{s}$$

- Menghitung  $L$   
 $L$  merupakan panjang segment pada reservoir yang ditentukan yakni 10 m. Dengan jarak total segmen yakni 100 m.  
 $L = 10$
- Menghitung  $k$

$$k = 18.1 \text{ mD}$$

$$k = (18.1 \text{ mD} / 1000) \times 9.869 \text{E} - 9 \text{ cm}^2$$

$$k = 1.78629 \text{E} - 14 \text{ m}^2$$

- Menghitung  $A$

$$A = \frac{\pi d^2}{4}$$

$$A = \frac{\pi 10.4^2}{4}$$

$$A = 84,9056 \text{ m}^2$$

- Menghitung  $\Delta P$

$$\Delta P = \frac{0,000785348 * 2,48781 \text{E} - 07 * 10}{1.78629 \text{E} - 14}$$

$$\Delta P = 109377,5176 \text{ (Pa)}$$

Kemudian hasil perubahan pressure ( $\Delta P$ ) di konversi satuannya menjadi pound per square (psia) menjadi 15,8638964 psia.

## LAMPIRAN F Contoh perhitungan *pressure drop* pada *production well*

Segmentasi pada *production well* sama seperti *injection well* yakni 50 m. Serta dengan kondisi *input* yang sama pada Tabel D.1

Untuk mendapatkan nilai *pressure drop* pada *production well* digunakan persamaan berikut

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right) = \frac{2f\rho v^2}{g_c D} + \frac{\rho g}{g_c}$$

Untuk nilai  $f$  pada metode *Fanning* didapatkan melalui persamaan berikut

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4.0 \log_{10} \left[ 0.2698 \left(\frac{\varepsilon}{D}\right) - \frac{5.0452}{Re} \log_{10} \left\{ 0.3539 \left(\frac{\varepsilon}{D}\right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{Re^{0.8981}} \right\} \right] \quad (2)$$

Sebelumnya diperlukan nilai bilangan Reynold dari aliran injeksi melalui persamaan

$$N_{Re} = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu} \quad (3)$$

- Menghitung  $N_{Re}$

$$N_{Re} = \frac{809.7448129 * 0.060462988 * 0.089}{0,000665102} = 6551,481126$$

- Menghitung  $f$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4.0 \log_{10} \left[ 0.2698 \left( \frac{0.0000254}{0.005} \right) - \frac{5.0452}{6551,481126} \log_{10} \left\{ 0.3539 \left( \frac{0.0000254}{0.005} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{6551,481126^{0.8981}} \right\} \right] = 0,010300938$$

- Menghitung *Pressure Drop*

$$\left( \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{2.010300938 * 809.7448129 * 0.0485^2}{\frac{1 * 0.089}{809.7448129 * 9.8} + \frac{1}{1}}$$

$$= 7935,503925 \frac{Pa}{m}$$

Sehingga apabila tekanan injeksi adalah 1300 psia dan pressure drop didapatkan sebesar  $7935,503925 \frac{Pa}{m}$  maka tekanan pada segment berikutnya sebesar 2677,663925 psia.

## BIODATA PENULIS



Nama lengkap penulis adalah Pandu Dwi Pamungkas, lahir di kota Samarinda pada tanggal 14 Mei 1994 dari ayah bernama Karyono W, S.H dan ibu bernama Pipit Agustriningsih. Penulis merupakan anak kedua dari tiga bersaudara. Pada tahun 2007 penulis menyelesaikan Pendidikan setara SDN Kebonagung II Kec. Sukodno Kab Sidoarjo, pada tahun 2010 menyelesaikan pendidikan setara SMP Negeri 4 Sidoarjo, pada tahun 2013 menyelesaikan pendidikan di SMA Muhammadiyah 2 Sidoarjo. Pada tahun yang sama, penulis terdaftar sebagai mahasiswa di Departemen Teknik Fisika jurusan D3 Teknik Metrologi & Instrumentasi dan pada tahun 2016 melanjutkan kuliah Lintas Jalur S1 Teknik Fisika. Penulis telah aktif dalam beberapa organisasi dan kepanitiaan, seperti menjadi staff Hubungan Mahasiswa (Humas) hingga menjadi Kepala Departemen Humas Workshop Instrumentasi. Menjadi panitia acara Engineering Physics Week (EPW) yang diadakan oleh Departemen Teknik Fisika pada tahun 2014. Pada bulan Juni 2018 penulis telah menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul **“OPTIMISASI KONDISI OPERASI PADA WATER FLOODING ENHANCED OIL RECOVERY”**. Bagi pembaca yang memiliki kritik, saran atau ingin berdiskusi lebih lanjut mengenai tugas akhir ini, maka dapat menghubungi penulis melalui email: *pamungkas pandudwi@gmail.com*.